第 38 卷第 4 期
2017 年 4 月
工 程 热 物 理 学 报
JOURNAL OF ENGINEERING THERMOPHYSICS
Vol.38, No.4
Apr., 2017

低渗透介质启动压力梯度的介观机理研究

刘冬旭 李啸天 刘 健 钟主海 刘 磊

(西安交通大学动力工程多相流国家重点实验室，西安 710049)

摘 要 对于具有孔隙结构和微尺度效应的低渗透储层，其渗流现象的介观机理逐渐受到人们的重视。本文采用微流控技术在硅片上加工出微通道作为微观模型，模拟岩心内部的孔隙结构，对微通道中单相和油水两相的渗流规律进行了实验研究。研究结果表明，微观模型中带有喉道段的微通道存在启动压力梯度，这揭示了孔隙中的喉道是低渗透储层中产生启动压力梯度的主要介观因素。启动压力与孔隙结构和驱替介质的性质有关，在此基础上建立了适用于单相和油水两相渗流的启动压力预测模型。

关键词 启动压力梯度; 渗透率; 油水两相流; 微通道
中图分类号: TE312 **文献标识码**: A **文章编号**: 0253–231X(2017)04–0787–05

Mesoscopic Mechanism of Threshold Pressure Gradient in Low Permeability Porous Media

LIU Dong-Xu LI Xiao-Tian LIU Jian ZHONG Zhu-Hai LIU Lei

(*State Key Laboratory of Multiphase Flow in Power Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China*)

Abstract The mesoscopic mechanism of porous flow phenomena in low permeability reservoirs has been paid considerable attention due to the complex pore structure and the micro-scale effect. In this paper, micro-channels are produced in silicon chips by microfluidic technology to simulate the pore structure inside low permeability reservoirs. The experiments are conducted on the porous flow performance of single-phase and oil-water two-phase flows by using the micro-channels manufactured. The results show that the threshold pressure gradient appears in the micro-channels with throats, which indicates that the throat in a micro-channel is the main mesoscopic factor resulting in threshold pressure gradient. The threshold pressure is associated with the structure of pore and the property of displacing medium. On this basis, a new model is proposed for predicting the threshold pressure of single-phase and oil-water two-phase flows in low permeability porous media.

Key words threshold pressure gradient; permeability; oil-water two-phase flow; microchannel

0 前 言

在我国探明的原油储量中，低渗透油田占有非常大的比例，是陆地石油工业持续发展的重要储备。启动压力梯度对油藏采出程度具有显著影响 [1]，因此对低渗透油藏启动压力梯度机理的研究意义重大。由于低渗透储层一般具有孔喉细小、比表面积大、贾敏效应和表面分子力作用强烈等特点，导致难以精确地描述其流动机理 [2]。为此，国内外学者进行了大量的研究。Sun 等 [3] 对岩石、玻璃微观模型的多相渗流研究表明，低渗透油藏的渗流规律、远不同于高渗透油藏。宋付权等 [4] 对油水两相流的研究表明，在低渗透油藏中，启动压力梯度不会对油相相对渗透率产生影响，但会对水相相对渗透率产生不同程度的影响。黄延章等 [5] 的实验研究表明，低渗透油田中启动压力梯度普遍存在，且岩心渗透率越低，其启动压力梯度越大；含水饱和度越小，启动压力梯度越大。Thomas [6] 探讨了启动压力与岩心渗透率、迂曲度、孔隙度、形态因子和流体表面张力的关系，并回归得到了经验公式。Ito 等 [7] 分别采用逐步递增法、余压法、常规压汞法，测定了岩样的启动压力，结果表明，余压法获得的启动压力值小于逐步递增法的测定值。Huet [8] 基于幂律模型，采用非线性最小二乘法拟合得到岩心渗透率、启动压力与岩样物性特征的相互关系，并结合压汞法得到的实验数据，分析得到了较为符合实际的经验公式。刘丽等 [9] 通

收稿日期: 2017-01-11; **修订日期**: 2017-03-17
基金项目: 国家自然科学基金资助项目 (No.11572241)
作者简介: 刘冬旭 (1991–)，男，硕士研究生，主要从事多相流热物理相关的研究。 **通信作者**: 刘 磊，教授，rliu@mail.xjtu.edu.cn

过实验和理论分析相结合的方式建立了低渗透非均质砂岩油藏启动压力梯度确定方法，能够用于有效指导低渗透非均质砂岩油藏的合理井距的确定。

岩心的渗流实验是低渗透油藏开发中最早使用也是目前最常使用的技术，它反映了流体在多孔介质中流动的宏观统计平均效果，无法真实地反映其内部的细观渗流特性。微蚀刻技术的发展为细观渗流特性的研究提供了技术平台，利用该技术刻蚀出含有孔道 – 喉道的硅 – 玻璃微观模型来模拟真实的岩心样本，并与数字显微摄像技术和微流体测试技术相结合，可以达到对渗流过程的定量研究，揭示出孔隙 – 喉道结构对低渗透介质启动压力梯度的影响。

1 模型建立

根据 Purcell [10] 模型，Huet [6] 通过分析研究启动压力的双曲线特征，建立了与岩心物性参数、启动压力、润湿相饱和度相关的渗透率估算模型即：

$$K=1017003\frac{1}{p_{\mathrm{c}}^{1.78}}\left(\frac{\lambda}{\lambda+2}\right)^{1.65}(1-S_{\mathrm{wi}})^{0.54}\phi^{1.64} \tag{1}$$

$$P_{\mathrm{c}}=640.05\phi^{0.82}K^{-0.52}(1-S_{\mathrm{wi}})^{0.84} \tag{2}$$

$$\lambda=0.0098\phi^{-0.63}K^{0.37}(1-S_{\mathrm{wi}})^{-0.68}p_{\mathrm{c}} \tag{3}$$

式中，K 为渗透率, mD；P_{c} 为启动压力，kPa；λ 为结构系数；S_{wi} 为润湿相饱和度；ϕ 为岩心孔隙度。

Thomas [4] 从毛细管模型、泊肃叶流模型出发，建立了启动压力的估算模型。

$$P_{\mathrm{c}}=1.0075\frac{\sigma}{\sqrt{\gamma}}\frac{1}{\tau}\sqrt{\frac{\phi}{K}} \tag{4}$$

在此基础上，我们建立了如下模型：

$$P_c=0.44\sigma^{-0.5736}\frac{1}{\tau}\phi^{-3.9709}K^{-0.3614}\gamma^{-0.5}\mu_{\mathrm{m}}^{\frac{5}{3}}\Phi_{\mathrm{w}}^{-1.5962} \tag{5}$$

式 (4)、(5) 中，P_{c} 为启动压力，kPa；σ 为流体表面张力，mN/m；γ 为孔隙形状因子；τ 为岩心迂曲度；ϕ 为岩心孔隙度；K 为渗透率，D；μ_{m} 为黏度，mPa·s；Φ_{w} 为含水率。

2 启动压力测试

2.1 实验装置

实验在如图 1 所示的高压实验装置上完成。实验台以高纯压缩氮气作动力，推动储液罐内流体进入需测试的岩样和微观模型，采用压差 – 流量法求得其启动压力。实验以模拟油、白油、蒸馏水和油水两相流 (Φ_{w} 为白油 – 水两相流中的含水率) 作驱替介质，其物性参数如表 1 所示。所用的岩心为延长油田不同区块的天然岩心，其物性参数见表 2 所示。如图 2(a) 所示为实验用微观模型中的孔道 – 喉道结构，根据真实岩心的空隙结构由化学刻蚀技术得到，其几何尺寸测量结果如表 3 所示，其中前 7 条通道都带有一个喉道段，最后一条通道 T-4-1 为直通道，没有设置喉道段。微观模型中的孔道 - 喉道结构相互并联，如图 2(b) 所示。

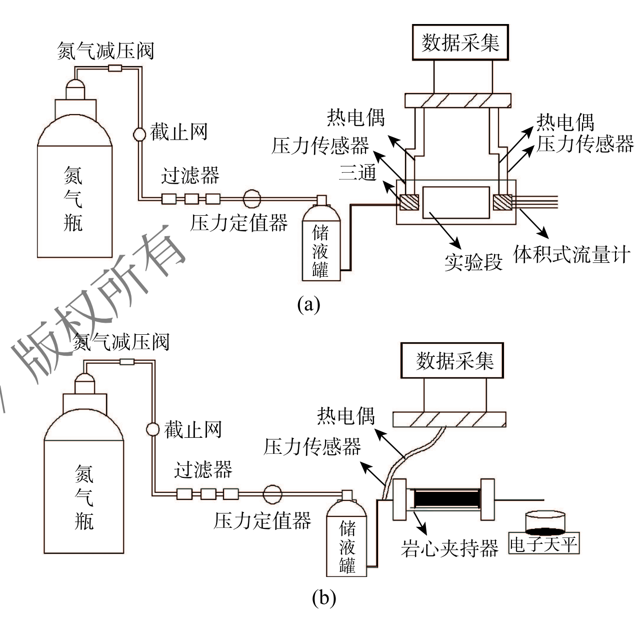


图 1 实验台系统：(a) 微通道渗流实验台 (b) 岩心渗流实验台

Fig. 1 Experimental sets: (a) Test devices for porous flow in microchannels (b) Test devices for porous flow in cores

表 1 流体工质的物性参数

Table 1 Physical properties of fluid working fluid

	物质/ kg·m^{-3}	密度/ mPa·s	表面张力/ mN·m^{-1}
水	998.3	0.987	71.80
白油	833.2	9.76	29.10
模拟油	785.1	2.33	25.40
Φ_{w}=90%	980.2	1.25	47.32
Φ_{w}=80%	961.2	1.18	52.57
Φ_{w}=70%	943.2	1.30	63.10
Φ_{w}=60%	920.5	1.45	56.45
Φ_{w}=50%	901.3	1.66	53.39
Φ_{w}=40%	880.0	49.8	36.72
Φ_{w}=30%	860.2	36.2	33.16
Φ_{w}=20%	840.5	12.5	30.05
Φ_{w}=10%	821.2	11.0	28.99

2.2 实验步骤

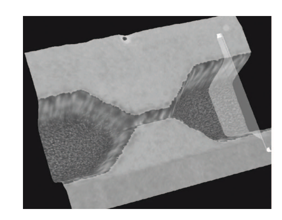
微观模型渗流实验步骤如下：1) 采用恒温烘干法干燥模型；2) 将模型抽真空至驱替工质饱和；3) 微观模型连入试验段管路，接通前，排出装置中残留的空气；4) 采用稳定的驱替压力，驱替数小时至其形成稳态渗流，用电子天平收集驱替出的流体

并记录时间；5) 调整压力，并重复步骤 4)。岩心渗流过程类似。

表 2 低渗透岩心物性参数

Table 2 Physical properties of low permeability cores

岩心编号	长度/cm	直径/cm	孔隙度/%	渗透率/$10^{-3}\mu m^2$
1#	4.432	2.532	12	1.17
2#	4.422	2.532	13.1	3.26
3#	4.412	2.532	14.2	5.1
4#	4.958	2.532	14.8	5.23
5#	5.672	2.532	15.2	11.5
6#	5.524	2.532	15.5	12.7
7#	5.312	2.532	20.2	38.9
8#	4.774	2.532	20.9	56.6
9#	5.356	2.532	12.5	1.23
10#	4.956	2.532	12.9	3.31
11#	5.326	2.532	14.8	5.23
12#	4.934	2.532	14.5	5.3
13#	5.629	2.532	15.3	11.2
14#	6.392	2.532	15.2	11.5
15#	4.996	2.532	20.3	39.3
16#	5.329	2.532	20.9	55.2



(a) 孔道–喉道单通道结构
(a) Structure of a channel with a throat



(b) 多通道并联结构
(b) Structure of parallel channels

图 2 微观结构模型
Fig. 2 Microstructure model

表 3 微通道几何尺寸

Table 3 Geometries of microchannels

通道编号	孔道宽度/μm	喉道宽度/μm	孔喉比	喉道长度/mm
T-1-1	195	31	6.3	99
T-1-2	195	41	4.8	96
T-1-3	195	51	3.8	98
T-2-1	192	37	5.1	101
T-2-2	192	45	4.2	99
T-2-3	192	57	3.4	102
T-3-1	167	21	7.9	104
T-4-1	190	–	–	–

3 实验结果与分析

图 3 为 T-4-1 微通道流体速度与压力梯度的关系，其中微通道 T-4-1 为直通道，其上没有设置喉道段。从图 3 中可以看出，流体流速与压力梯度呈正比例关系，符合达西定律，不存在启动压力梯度。

图 4 为微观模型中单相水渗流的启动压力梯度与渗透率关系曲线，其中微观模型是指表 3 中给出的前 7 条微通道所在的硅 – 玻璃微观模型，其上都分别分布有一个喉道段。从中可以看出，启动压力梯度与渗透率呈线性关系，显然不同于岩心模型。分析原因，岩心模型中孔隙 – 喉道结构的数量很多而且分布比较复杂，而微观模型中只有一个喉道段，而且不存在孔隙 – 喉道结构分布不确定的问题，其流动阻力主要来自主要是孔隙和喉道之间变化引起的局部阻力以及在狭窄的喉道段中的流动阻力。但是，在两种模型中启动压力梯度随渗透率增加而减小的趋势是一致的。与图 3 所作出的分析对比得知，岩心模型中存在启动压力梯度是由于其中存在孔隙 – 喉道结构而造成的。

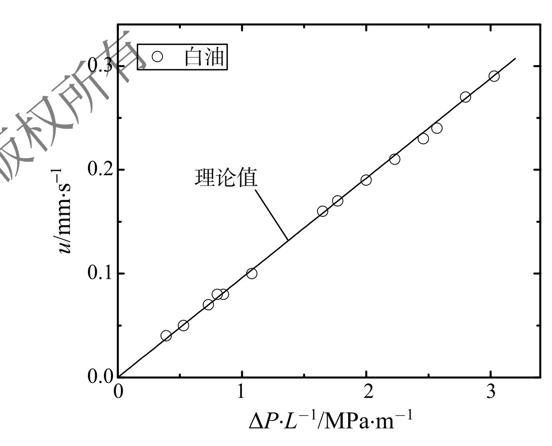


图 3 T-4-1 通道流速与压力梯度的关系
Fig. 3 Relationship between flow velocity and pressure gradient in channel T-4-1

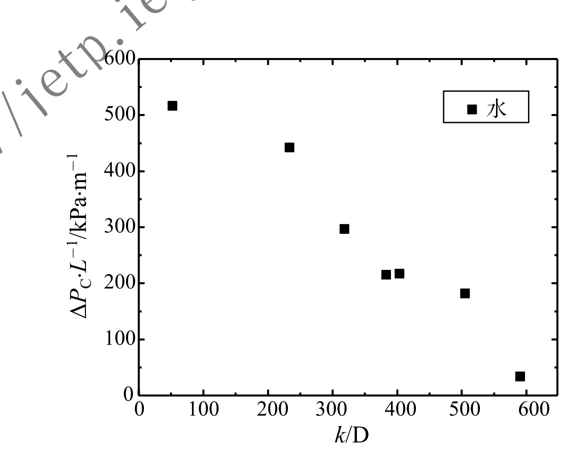


图 4 微观结构模型的启动压力梯度与渗透率关系曲线
Fig. 4 Relationship between threshold pressure gradient and permeability of microscopic models

根据 Thomas [4] 提出的渗透率估算模型，通过分析研究，我们发现启动压力还与驱替流体饱和度、黏度等参数有关系。在此我们采用幂律模型对其进行拟合，得到新的启动压力预测模型，见式 (5)。如

图 5 所示，当启动压力较大时，实验值与拟合值吻合得很好, 拟合曲线的相关系数 R^2 在 0.98 以上；启动压力较小时，计算值远小于实验值，这很可能是由于油水两相流含水率较大、黏度较小时二者的影响减小而预测模型没有考虑这一点造成的。因此可以认为拟合结果是可靠的。

图 6 给出了含水率为 10%~90%时微观模型启动压力的试验值与计算值 (以通道 T-3-1 为例)。从比较结果来看，在含水率为 10%~60%的条件下，渗流的启动压力较高，计算值与实验值有较好的相关性，而含水率为 70%~90%时，渗流的启动压力低，计算值远小于试验值，这很可能是由于启动压力不存在造成的。这表明本文提出的启动压力预测模型，在一定范围内能够有效预测低渗透储层的启动压力。

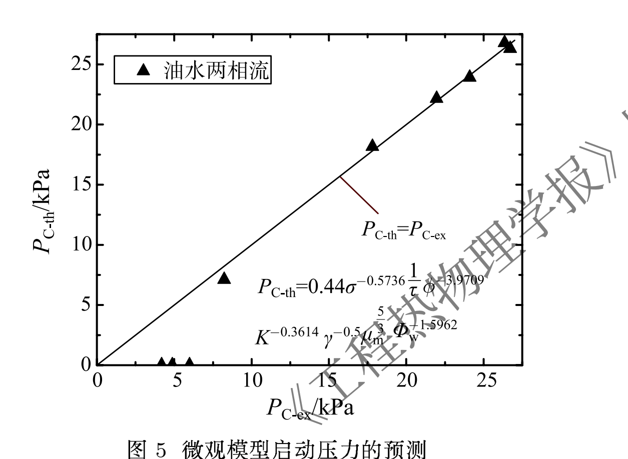


图 5 微观模型启动压力的预测

Fig. 5 Prediction on threshold pressure of a microscopic model

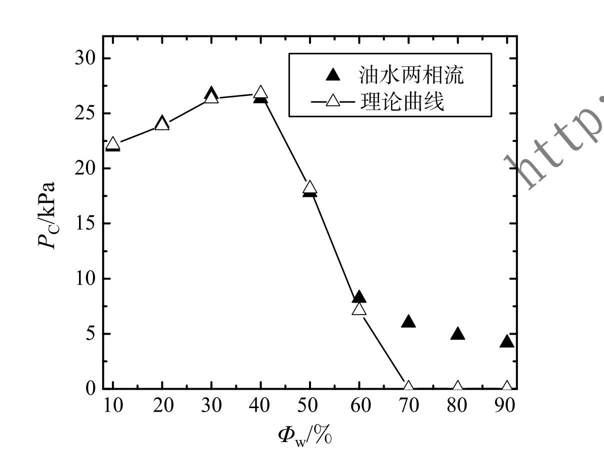
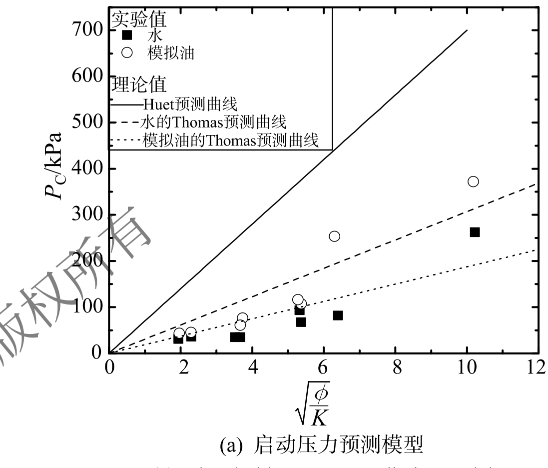


图 6 微观模型的油水两相流启动压力与含水率的关系

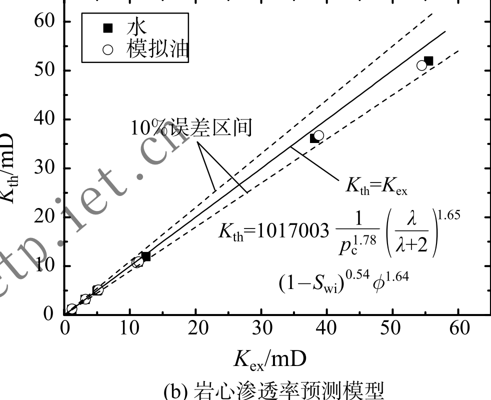
Fig. 6 Relationship between threshold pressure and moisture content of oil-water two-phase flow in a microscopic model

图 7 为岩心样品实测的启动压力与理论模型计算值的对比图。结合岩心样品实测的启动压力和渗透率，并与 Thomas [4]、Huet [6] 理论预测式进行对比分析，如图 7 (a)~(c) 所示。结果表明，Huet 模型可以精确地预测储层渗透率，其相对误差不大于 ±10%。从图 7 (a) 可以看出，当岩心渗透率较低时，水、模拟油在岩心中的启动压力相差较大；当岩心的渗透率较高时，它们的启动压力基本一致，可知表面张力等微观特性在低渗透率储层的影响程度远大于高渗透率储层。Huet 和 Thomas 模型的启动压力预测结果与实验值误差较大，因此，上述两种模型都



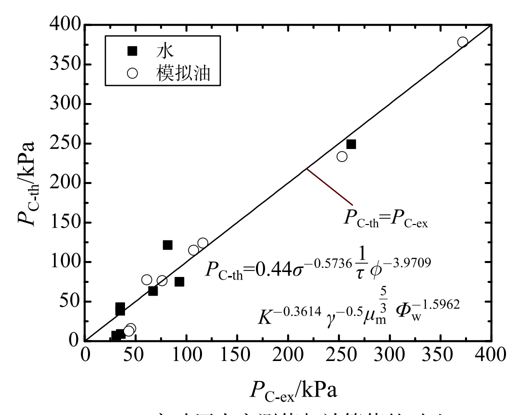
(a) 启动压力预测模型

(a) Threshold pressure predictionmodel



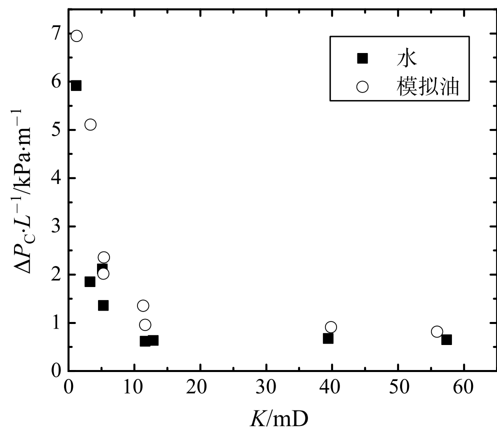
(b) 岩心渗透率预测模型

(b) Permeability prediction modelof cores



(c) 启动压力实测值与计算值的对比

(c) Comparison of measured andcalculated values of threshold pressure



(d) 启动压力梯度与渗透率关系曲线
(d) Relationship between threshold pressure gradient and permeability

图 7　岩心实测数据的变化曲线
Fig. 7　Measured data of cores

不具有普遍适用性，与 Huet 相比，Thomas 预测模型的误差小很多。可见 Thomas 模型可优先用于启动压力的预测。分析原因，Thomas 模型考虑了驱替流体表面张力的微观作用。Thomas 预测模型给了我们启示，即驱替流体的物性参数与渗流效果之间相互影响，说明它们之间必然存在着某种关系，找出这种联系，即有可能找到一种通用性模型。用实测的启动压力与本文提出的预测模型计算值进行对比，如图 7 (c) 所示，计算值与实验值吻合得很好，拟合曲线的相关系数 R^2 在 0.96 以上，表明拟合曲线与所给实验点的线性相关性很好。从图 7 (d) 可以看出，水、模拟油的启动压力梯度随渗透率的变化趋势基本相同。对渗透率较小的岩心，其启动压力梯度较大，并随渗透率的增加，启动压力梯度逐渐减小，当渗透率大于某一值时，启动压力梯度不再减小，且渗透率较大时的启动压力梯度变化趋势较渗透率较小时平缓。

4 结　论

1) 孔隙 – 喉道微观模型中存在着启动压力，基于 Thomas 模型得到的新模型拟合关系预测出的启动压力更接近于实测数据，准确度较高。

2) 微观模型中，与没有喉道段的直通道相比带有喉道段的通道存在启动压力梯度，而且其中喉道尺寸的减小，会导致启动压力梯度急剧增加，这很好地证明了孔隙中狭窄的喉道是启动压力梯度存在的主要因素。

3) 低渗透油藏中存在着启动压力。本文提出的启动压力预测模型，实现了对启动压力较为准确地预测；当岩心绝对渗透率低于一定数值时，Huet 模型可以精确地预测储层的渗透率。

4) 对于相同渗透率的岩心模型，润湿相的启动压力梯度略高于非润湿相，并随渗透率的降低而升高，两者成反比例函数关系；在带有孔隙 – 喉道结构的微观模型中，启动压力梯度随渗透率的降低而升高，且两者成线性关系。带有孔隙 – 喉道结构的微观模型能够在一定程度上说明岩心模型中孔隙 – 喉道结构对启动压力梯度的影响。

参 考 文 献

[1] 赵益忠, 程远方, 刘钰川, 等. 启动压力梯度对低渗透油藏微观渗流及开发动态的影响 [J]. 油气地质与采收率 2013, 20(1): 67–69
ZHAO Yizhong, CHENG Yuanfang, LIU Yuchuan, et al. Influence of Threshold Pressure Gradient on Micro Porous Flow and Development of Low Permeability Reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(1): 67–69

[2] 李道品. 低渗透油田开发概论 [J]. 大庆石油地质与开发, 1997(3): 33–370.1
LI Daopin. Introduction to the Development of Low Permeability Oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 1997(3): 33–370.1

[3] SUN Wei, QU Zhihao, GUO Qingtang. Characterization of Water Injection in Low-Permeability Rock Using Sandstone Micromodels [J]. Journal of Petroleum Technology, 2015, 56(5): 71–72

[4] 宋付权, 刘慈群. 低渗油藏的两相相对渗透率计算方法 [J]. 西安石油大学学报, 2000, 15(1): 10–12
SONG Fuquan, LIU Ciqun. A Method for Calculating the Relative Permeabilities of Water and Oil in Low Permeability Reservoirs [J]. Journal of Xian Petroleum Institute, 2000,15(1): 10–12

[5] 黄延章. 低渗透油层渗流机理 [M]. 北京：石油工业出版社, 1998: 58–125
HUANG Yanzhang. Porous Flow Mechanism of Low Permeability Reservoir [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998: 58–125

[6] Thomas L K, Katz D L, Tek M R. Threshold Pressure Phenomena in Porous Media [J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1967, 8(2): 174–184

[7] Ito D, Akaku K, Okabe T, et al. Measurement of Threshold Capillary Pressure For Seal Rocks Using the Step-By-Step Approach and the Residual Pressure Approach [J]. Energy Procedia. 2011, 4(22): 5211–5218

[8] Huet C C. Semi-analytical Estimates of Permeability Obtained From Capillary Pressure [D]. Texas: Texas A&M University, 2005

[9] 刘丽, 孙志刚, 顾辉亮. 低渗透非均质砂岩油藏启动压力梯度研究 [J]. 科学技术与工程, 2015, 15(3): 66–70
LIU Li, SUN Zhigang, GU Huiliang. Study on Start-up Pressure Gradient for Low Permeability Heterogeneous Sandstone Reservoir [J]. Science Technology & Engineering, 2015, 15(3): 66–70

[10] Purcell W R. Capillary Pressures Their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom [J]. Journal of Petroleum Technology, 1949, 1(2): 39–48